

D.

Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes

États financiers

Comptes de résultat	460
Bilans	462
Tableaux de flux de trésorerie	464
Annexe aux comptes annuels	467
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	512

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	41 950	40 906
Production stockée		18	275
Production immobilisée		462	441
Subventions d'exploitation	5	3 565	2 615
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 437	2 793
Transferts de charges		78	253
Autres produits d'exploitation	7	647	659
I - TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		49 157	47 942
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	32 208	31 420
Achats consommés de combustibles		3 116	3 284
Achats d'énergie		10 696	9 892
Autres achats consommés de biens		998	996
Achats de services		17 398	17 248
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 609	2 627
Sur rémunérations		142	128
Liés à l'énergie		1 398	1 556
Autres		1 069	943
Charges de personnel	10	5 761	5 502
Salaires et traitements		3 600	3 377
Charges sociales		2 161	2 125
Dotations d'exploitation		3 558	3 592
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	11	2 100	1 979
Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation	12	14	13
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	12	162	162
Pour risques et charges : dotations aux provisions	12	1 282	1 438
Autres charges d'exploitation	13	1 064	1 108
II - TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		45 200	44 249
Résultat d'exploitation (I - II)		3 957	3 693
Opérations en commun			
III - BÉNÉFICE ATTRIBUÉ OU PERTE TRANSFÉRÉE		8	9
IV - PERTE SUPPORTÉE OU BÉNÉFICE TRANSFÉRÉ		1	3
Produits financiers			
Produits financiers de participations		1 047	1 710
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		344	358
Autres intérêts et produits assimilés		827	30
Reprises sur provisions et transferts de charges		424	925
Gains de change réalisés		2 291	2 755
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		79	59
V - TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		5 012	5 837

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
Dotations financières aux amortissements et provisions		3 344	3 102
Intérêts et charges assimilées		2 158	1 827
Pertes de change réalisées		2 179	2 697
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		18	12
VI - TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES		7 699	7 638
Résultat financier (V - VI)	14	(2 687)	(1 801)
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)		1 277	1 898
Produits exceptionnels sur opérations en capital		367	538
Reprises sur provisions et transferts de charges		652	568
VII - TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS		1 019	1 106
Charges exceptionnelles sur opérations en capital		268	505
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés	260		502
Autres	8		3
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions		554	347
Dotations aux provisions réglementées	283		189
Dotations aux amortissements et autres provisions	271		158
VIII - TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES		822	852
Résultat exceptionnel (VII-VIII)	15	197	254
IX - IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	16	356	660
Total des produits (I + III + V + VII)		55 196	54 894
Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)		54 078	53 402
BÉNÉFICE OU PERTE		1 118	1 492

(1) Dont production en 2011 de biens à l'exportation pour 5 944 millions d'euros et de services à l'exportation pour 498 millions d'euros.

Bilans

	Notes	31/12/2011		31/12/2010	
		Montants bruts	Amortissements ou provisions	Montants nets	Montants nets
ACTIF (en millions d'euros)					
Immobilisations incorporelles	17,18	1 003	310	693	765
Terrains		115	5	110	107
Constructions		9 096	5 869	3 227	3 145
Installations techniques, matériels et outillages industriels		57 675	39 264	18 411	18 205
Autres immobilisations corporelles		1 098	704	394	356
Immobilisations corporelles du domaine propre	17,18	67 984	45 842	22 142	21 813
Terrains		38	-	38	37
Constructions		8 861	5 586	3 275	3 229
Installations techniques, matériels et outillages industriels		3 436	1 785	1 651	1 465
Autres immobilisations corporelles		11	11	-	1
Immobilisations corporelles du domaine concédé	17,18	12 346	7 382	4 964	4 732
Travaux en cours		6 769	-	6 769	5 647
Avances et acomptes versés		1 368	-	1 368	1 208
Immobilisations corporelles en cours	17	8 137	-	8 137	6 855
Immobilisations incorporelles en cours	17	1 014	-	1 014	892
Participations et créances rattachées		53 702	1 150	52 552	50 207
Titres immobilisés		13 206	823	12 383	12 851
Prêts et autres immobilisations financières		4 830	-	4 830	4 409
Immobilisations financières	19, 20, 23	71 738	1 973	69 765	67 467
TOTAL I - ACTIF IMMOBILISÉ		162 222	55 507	106 715	102 524
Matières premières		7 971	13	7 958	7 591
Autres approvisionnements		851	158	693	573
En cours de production et autres stocks		18	-	18	10
Stocks et en-cours	22	8 840	171	8 669	8 174
Avances et acomptes versés sur commandes	23	796	-	796	688
Créances clients et comptes rattachés		11 920	267	11 653	12 337
Autres créances d'exploitation		6 694	2	6 692	6 034
Créances d'exploitation	23	18 614	269	18 345	18 371
Valeurs mobilières de placement	24, 25	9 050	1	9 049	10 014
Instruments de trésorerie	23	2 807	-	2 807	2 013
Disponibilités	25	3 194	-	3 194	1 576
Charges constatées d'avance	23	603	-	603	483
Autres actifs courants		15 654	1	15 653	14 086
TOTAL II - ACTIF CIRCULANT		43 904	441	43 463	41 319
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		257	-	257	282
Primes de remboursement des obligations (IV)		381	57	324	213
Écarts de conversion - Actif (V)	26	295	-	295	110
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		207 059	56 005	151 054	144 448

PASSIF (en millions d'euros)	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Capital		924	924
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 015	7 033
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – loi du 28/12/59		668	713
Réserve réglementée – loi du 29/12/76		15	16
Réserves diverses		3 000	3 000
Réserves réglementées			
Réserve légale		92	92
Report à nouveau		4 286	4 917
Résultat de l'exercice		1 118	1 492
Acomptes sur dividendes		(1 053)	(1 054)
Subventions d'investissement reçues		171	127
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30/12/77)		14	15
Amortissements dérogatoires		6 535	6 719
Capitaux propres	27	22 810	24 019
Comptes spécifiques des concessions	28	1 968	1 909
TOTAL I - FONDS PROPRES		24 778	25 928
Provisions pour risques	29	553	349
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé		238	230
Aval du cycle nucléaire	30	15 865	15 360
Déconstruction et derniers cœurs	30	13 854	13 419
Avantages au personnel	31	10 594	10 267
Autres charges	32	637	749
TOTAL II - PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		41 741	40 374
Emprunts obligataires et autres emprunts		40 093	37 859
Avances sur consommation reçues		90	134
Autres dettes		1 178	1 385
Dettes financières	33, 34	41 361	39 378
Avances et acomptes reçus	33	5 444	4 873
Fournisseurs et comptes rattachés		7 793	8 958
Dettes fiscales et sociales		5 575	5 335
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 381	1 423
Autres dettes		15 757	11 497
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	33	30 506	27 213
Instruments de trésorerie	33	1 889	1 259
Produits constatés d'avance	33	5 185	5 244
TOTAL III - DETTES		84 385	77 967
Écarts de conversion - Passif (IV)	26	150	179
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		151 054	144 448

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Opérations d'exploitation		
Résultat avant impôt	1 474	2 152
Amortissements et provisions	3 913	2 747
Plus- ou moins-values de cessions	(100)	(31)
Élimination des produits et charges financières	(171)	(329)
Variation du besoin en fonds de roulement	(797)	137
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	4 319	4 676
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus	(325)	589
Impôts sur le résultat payés	(849)	(1 128)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles (A)	3 145	4 137
Opérations d'investissements		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(4 146)	(3 939)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	33	49
Variation d'actifs financiers	(1 639)	(6 311)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement (B)	(5 752)	(10 201)
Opérations de financement		
Émissions d'emprunts et conventions de placements	6 168	7 978
Remboursements d'emprunts et conventions de placements	(2 108)	(3 256)
Dividendes versés	(2 122)	(2 163)
Participations reçues sur les ouvrages en concession	13	16
Subventions d'investissement reçues	51	40
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (C)	2 002	2 615
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (A)+(B)+(C)	(605)	(3 449)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	(2 521)	895
Incidence des variations de change	(68)	(8)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents	94	41
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	(3 100)	(2 521)

*Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les Titres de Créances Négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 25.

Sommaire

Annexe aux comptes annuels

Note 1 Principes et méthodes comptables	467	Note 13 Autres charges d'exploitation	480
1.1 Référentiel comptable	467	Note 14 Résultat financier	481
1.2 Estimations de la Direction	467	Note 15 Résultat exceptionnel	481
1.3 Chiffre d'affaires	467	Note 16 Impôts sur les bénéfices	481
1.4 Immobilisations incorporelles	467	16.1 Groupe fiscal	481
1.5 Immobilisations corporelles	468	16.2 Impôt sur les sociétés	481
1.6 Dépréciation des actifs à long terme	469	16.3 Situation fiscale différée ou latente	482
1.7 Immobilisations financières	469	Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	483
1.8 Stocks et en-cours	470	Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles	484
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie	470	Note 19 Actifs dédiés	484
1.10 Comptes de régularisation	471	19.1 Réglementation	484
1.11 Conversions des dettes et créances en devises	471	19.2 Composition et évaluation des actifs dédiés	484
1.12 Provisions réglementées	471	19.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	485
1.13 Comptes spécifiques des concessions	471	Note 20 Immobilisations financières	486
1.14 Provisions pour risques et charges	471	20.1 Variations des immobilisations financières	486
1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel	472	20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50%	487
1.16 Instruments dérivés	473	20.3 Filiales et participations détenues à moins de 50%	488
1.17 Contrats de matières premières	474	20.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)	488
1.18 Actions gratuites	474	20.5 Variations des actions propres	488
1.19 Environnement	474	Note 21 Informations concernant les entreprises liées	489
Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	475	21.1 Relations avec les filiales	489
2.1 Loi NOME	475	21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	489
2.2 Extinction du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)	475	Note 22 Stocks et en-cours	490
2.3 Contribution au Service Public de l'Électricité	475	Note 23 Créances	490
Note 3 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice	476	Note 24 Valeurs mobilières de placement	491
3.1 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A	476	Note 25 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	491
3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles	476	Note 26 Écarts de conversion actif et passif	492
3.3 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon	477	Note 27 Variation des capitaux propres	492
3.4 Émission d'un emprunt obligataire	477	Note 28 Comptes spécifiques des concessions	493
Note 4 Chiffre d'affaires	477	Note 29 Provisions pour risques et passifs éventuels	493
Note 5 Subventions d'exploitation	478	Note 30 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales et derniers cœurs	495
Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	478	30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire	495
Note 7 Autres produits d'exploitation	478	30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	497
Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers	479	30.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité	498
Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés	479		
Note 10 Charges de personnel	479		
Note 11 Dotations aux amortissements	480		
Note 12 Dotations aux provisions	480		

D. Annexe

Annexe aux comptes annuels

Note 31 Avantages du personnel	499
31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	500
31.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	500
31.3 Actifs de couverture	501
31.4 Hypothèses actuarielles	501
Note 32 Provisions pour autres charges	501
Note 33 Dettes	502
Note 34 Dettes financières	503
34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	504
34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	504
Note 35 Instruments financiers	505
35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	506
35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés	506
Note 36 Engagements et opérations non inscrites au bilan	507
36.1 Engagements hors bilan donnés	507
36.2 Engagements hors bilan reçus	508
36.3 Autres natures d'engagements	508
Note 37 Environnement	510
37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre	510
37.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE)	510
37.3 Fonds Carbone	510
Note 38 Rémunération des mandataires sociaux	510
Note 39 Événements postérieurs à la clôture	511
39.1 Émission d'un emprunt obligataire	511
39.2 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA	511
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	512

Annexe aux comptes annuels

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, exerce des activités de production et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'Outre-Mer).

Note 1. Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes annuels selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 99-03 du Comité de la Réglementation Comptable du 29 avril 1999 et complétés des règlements subséquents.

1.2 Estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont l'évaluation des provisions nucléaires, des engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi, des quantités d'énergie livrées non relevées non facturées ainsi que l'évaluation de la provision au titre du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) en vigueur jusqu'au 30 juin 2011.

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Enfin, les réflexions autour des conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima n'ont pas conduit EDF, à date, à modifier les principales hypothèses relatives à l'exploitation et au développement de son parc de production nucléaire, notamment en ce qui concerne la durée d'exploitation des centrales.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

EDF constate les ventes quand :

- l'existence d'un contrat est acquise ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant le principe de la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de frais de développement, de réservation de capacité de stockage, et de quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

En application de l'ordonnance n°2004-330 du 14 avril 2004, l'État affecte aux exploitants depuis le 1^{er} janvier 2005, pour une période déterminée, une quantité fixe de quotas représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles à la valeur du marché constatée à la date d'inscription des quotas dans le fichier SERINGAS géré par la Caisse des Dépôts et Consignations. La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique «Autres dettes».

Les immobilisations incorporelles, à l'exclusion des quotas d'émission de gaz à effet de serre, sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition, à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation :

- la valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise ;
- la valeur réévaluée a été déterminée conformément à la loi du 28 décembre 1959 pour les immobilisations mises en service antérieurement au 1^{er} janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} janvier 1977.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs, confirmé par le règlement du Comité d'urgence n° 2005-H, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme, d'une part, et de la provision pour derniers cœurs, d'autre part.

À la date de mise en service, ces actifs, classés en immobilisations corporelles, sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie.

Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

Les immobilisations corporelles d'EDF sont constituées de biens propres, d'une part, et de biens concédés, d'autre part.

1.5.1 Domaine propre

Les immobilisations du domaine propre sont essentiellement constituées des installations nucléaires.

Dans le cas spécifique des centrales nucléaires en service, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du traitement de ce combustible, et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties selon la durée de vie résiduelle de la dernière tranche du palier auquel ces pièces sont destinées.

Une perte de valeur est constatée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

1.5.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- concessions de Forces Hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

1.5.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM).

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Les contrats de concession relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

1.5.2.2 Concessions de Forces Hydrauliques

Les contrats de concession de Forces Hydrauliques relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé. Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

1.5.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées pour la détermination de l'amortissement industriel sont les suivantes :

Barrages hydroélectriques	75 ans
Matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
Centrales thermiques à flamme	30 à 45 ans
Installations de production nucléaire	40 ans
Installations de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 45 ans

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

EDF apprécie à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition réévalué le cas échéant, pour les titres entrés en portefeuille avant le 1^{er} janvier 1977, en substituant aux valeurs historiques les valeurs vénales à fin 1976 lorsque celles-ci étaient supérieures aux premières.

Les plus- ou moins-values de cession des titres immobilisés et titres de participation sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation. Les titres concernés relèvent de l'article 39.1.5 du Code général des impôts. Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une provision pour dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital, en application de l'avis n° 98-D du 17 décembre 1998 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application du règlement 99-03 du CRC et de l'avis n° 2005-J du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions courts termes au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que les dépenses qui ont été encourues pour amener les stocks à l'endroit et dans l'état où ils se trouvent. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

1.8.1 Matières et combustibles nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement du stock de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

Les sorties de stocks de combustible nucléaire sont évaluées selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages).

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. À chaque fin de campagne, un inventaire est réalisé sur la base de mesures neutroniques et donne lieu à correction du stock.

1.8.2 Autres combustibles

Les stocks « Autres combustibles » sont constitués de matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme.

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes.

1.8.3 Matières et matériel d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus dans le coût d'entrée.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les pièces de rechange de sécurité utilisées pour les centrales nucléaires nécessitant des délais, des exigences de fabrication et des conditions d'utilisation spécifiques sont enregistrées en immobilisations corporelles.

1.8.4 Gaz destiné au négoce

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achats directs et indirects, notamment le coût de transport.

La dépréciation du stock est déterminée en fonction de la valeur de réalisation nette, soit le prix de vente futur.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Une provision pour charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée est constituée pour faire face aux dépenses restant à engager.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur d'utilité correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains potentiels non comptabilisés.

Les plus- ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré premier sorti ».

Les actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés et affectées à un plan sont également comptabilisées en valeurs mobilières de placement. Conformément à l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité, ces titres ne sont pas dépréciés en fonction de leur valeur de marché.

1.10 Comptes de régularisation

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 Conversions des dettes et créances en devises

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les swaps adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :

- les amortissements dérogatoires des installations de production et de distribution calculés selon le mode dégressif ;
- les amortissements accélérés des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme ;
- les amortissements dérogatoires des logiciels créés par la société.

1.13 Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de Forces Hydrauliques.

Constatation des passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI :

Ces passifs sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers sont constitués des rubriques suivantes :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement, assise en général sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre la valeur de remplacement ré-appréciée chaque année en date de clôture et la valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée d'utilité résiduelle des biens. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Constatation des passifs spécifiques des concessions de Forces Hydrauliques :

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- et depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n°2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de Forces Hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.14 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il existe une obligation actuelle vis-à-vis d'un tiers (juridique ou implicite) qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les éventuels changements d'estimations des provisions à long terme sont enregistrés conformément aux règlements CRC n° 2000-06 et Comité d'urgence n° 2005-H.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions, même si les sorties d'actifs sont étroitement liées aux événements ayant donné lieu aux provisions.

Lorsqu'il est attendu que tout ou partie de la dépense nécessaire à l'extinction d'une obligation, qui a fait l'objet d'une provision, sera remboursée par une autre partie, la créance est comptabilisée si et seulement si l'entreprise a la quasi-certitude de recevoir le remboursement.

Dans des cas extrêmement rares, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible. Les actifs et passifs éventuels ne sont pas comptabilisés.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :

- les pertes latentes de change ;
- les charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée pour faire face aux dépenses restant à engager ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie électrique ou de gaz :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie électrique évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer calculé par référence au coût de production nucléaire,
 - les pertes sur contrats de vente de gaz évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût d'approvisionnement,
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution ;
- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit son degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs) ;
- les coûts des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en fonction des flux futurs actualisés à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques spécifiques à la France.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Le changement d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis serait enregistré :

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas.

1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

1.15.1 Modes de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques du pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi, pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite, compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants, et prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- des réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation fondé sur le taux à la clôture des obligations des entreprises de première catégorie, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.15.2 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraites correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution), les droits passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- **les avantages en nature énergie** : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF SUEZ correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF SUEZ ;
- **les indemnités de fin de carrière** : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- **les indemnités de secours immédiat** : les indemnités de secours immédiat au décès ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 -§ 5 du statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à deux mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;

- **les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière** : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- **les autres avantages** : ils comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors des sociétés des IEG.

1.15.3 Engagements concernant les autres avantages long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ; à l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.16 Instruments dérivés

1.16.1 Instruments de change court terme

Les instruments dérivés court terme sont constitués :

- d'options de change ;
- de swaps de change ;
- et de contrats de change à terme.

Pour les instruments qualifiés de couverture, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

Sont concernés par ce traitement comptable les swaps de change en couverture des approvisionnements de combustible libellés en devises.

Les instruments non qualifiés de couverture sont évalués comme suit :

- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte ;
- les primes payées ou encaissées sur les options de change sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.16.2 Instruments de taux et de change long terme

L'un des principaux objectifs du cadre de gestion financière est de minimiser l'impact des risques de change et de taux sur les capitaux propres et le résultat. En matière de risque de change, l'endettement des entités (maison mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas

d'opérations dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif est mise en place chaque fois que cela est possible. Les instruments long terme sont constitués de swaps de taux et de swaps de devises.

Les dérivés affectés à une relation de couverture corrigent le résultat de change et la charge d'intérêts de la dette. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

En l'absence de mise en place d'une relation de couverture :

- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.17 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

1.18 Actions gratuites

Dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites aux salariés, une provision pour risques et charges, représentative de l'obligation de livrer les actions, serait constituée en fonction des services déjà rendus par le salarié. Elle serait évaluée sur la base :

- de l'estimation du nombre d'actions à remettre aux salariés ;
- du prix d'acquisition des actions déjà acquises, déduction faite de la dépréciation de ces actions éventuellement constatée ;
- du cours de bourse des actions restant à acquérir ou du cours d'achat à terme augmenté de la prime si l'entreprise est couverte par des achats d'options d'achat d'actions propres.

La constitution de cette provision devrait être réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions.

Cette provision doit être reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

1.19 Environnement

1.19.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vu allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles (voir note 1.4). La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique « Autres dettes ».

Les émissions de gaz génèrent une charge ainsi qu'une obligation de restitution des quotas correspondant aux émissions réalisées. Simultanément, les quotas alloués par l'État font l'objet d'une reprise du compte de régularisation spécifique en contrepartie d'un produit.

L'excédent prévisionnel de quotas d'émission, préalablement acquis, détenus en fin d'exercice par rapport aux émissions prévues pour l'année ou réalisées dans l'année doivent faire l'objet d'un test de dépréciation et, le cas échéant, une dépréciation doit être constatée sur ces quotas.

Les quotas étant alloués par période, les quotas restant à recevoir de l'État au sein de la période sont mentionnés dans l'annexe en Engagements reçus. Lors d'une cession de quotas ou de crédits d'émission, la différence entre la valeur comptable de l'immobilisation incorporelle et le prix de cession est enregistrée en résultat.

Si les quotas cédés sont des quotas préalablement alloués par l'État et non encore émis, la cession entraîne également la reprise du compte de régularisation.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de certificats d'économies d'énergie (CEE) concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économies d'énergie :

- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif).

En outre, les certificats acquis, obtenus ou à recevoir par l'État à l'appui des actions réalisées, sont enregistrés au sein d'une comptabilité matière tenue hors bilan.

Note 2. Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

2.1 Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses premiers textes d'application sont parus en avril et mai 2011.

Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh hors pertes des gestionnaires de réseaux) de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, ou ARENH, dont le prix a été fixé par arrêté;
- contribution à la sécurité d'approvisionnement, qui imposera à chaque fournisseur de disposer, à terme, de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients, notamment lors des pointes de consommation;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises fin 2015;
- report de cinq ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2011. Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel initial de 61,3 TWh. Celui-ci ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation des pertes techniques.

Les arrêtés ont fixé le prix de l'ARENH conformément à la loi NOME à 40 €/MWh pour le second semestre 2011 et à 42 €/MWh pour le premier semestre 2012. Le prix devra ensuite évoluer vers le coût complet de production du parc nucléaire existant, en application d'un décret à venir précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

À fin décembre 2011, 30,8 TWh ont été livrés au titre de l'ARENH pour un montant de 1 233 millions d'euros enregistré en chiffre d'affaires.

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

2.2 Extinction du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)

Conformément à la loi NOME, le TaRTAM est supprimé à compter de la mise en place effective du dispositif de l'ARENH, soit le 1^{er} juillet 2011.

2.3 Contribution au Service Public de l'Électricité

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Elle est perçue directement par les commercialisateurs d'électricité, dont EDF, auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle était fixée à 4,5 euros/MWh depuis 2004 et limitée à 7% du tarif.

La loi de finances 2011 a supprimé le plafond légal et dispose que, lorsque le Gouvernement ne donne pas suite à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie, le montant proposé par celle-ci entre automatiquement en vigueur le 1^{er} janvier dans la limite d'une augmentation annuelle de 3 euros/MWh. À ce titre, la CSPE a été relevée à 7,5 euros/MWh au 1^{er} janvier 2011.

La loi de finance rectificative 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 euros/MWh du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,5 euros/MWh du 1^{er} juillet 2012 au 31 décembre 2012.

Note 3. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2011 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

3.1 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A

Le 26 décembre 2011, un accord préliminaire entre EDF, A2A, Delmi, Edison et Iren a été signé. Cet accord a pour objectif la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. EDF doit ainsi prendre le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TDE (50%) à un prix négocié de 0,84 euro par action Edison, soit un montant total de 705 millions d'euros.

Ainsi, au terme de l'opération, qui ne pourra intervenir qu'une fois les conditions suspensives levées, liées en particulier à l'accord des autorités réglementaires et de la concurrence, EDF détiendra 78,96% du capital et 80,7% des droits de vote d'Edison.

Il est également prévu dans l'accord qu'une offre soit ultérieurement proposée aux minoritaires d'Edison par EDF. Le prix de cette offre doit correspondre au maximum au prix des actions Edison acquises par l'intermédiaire de TDE soit 0,84 euro par action. Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par EDF, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50%) et d'Alpiq (20%) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

Conformément aux étapes prévues dans le calendrier de l'accord préliminaire, le 24 janvier 2012, les Conseils d'administration d'Edison puis d'EDF ont validé le projet d'accord préliminaire pour la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cette approbation a également été obtenue des organes de gouvernance des autres sociétés concernées par la transaction.

L'accord préliminaire du 26 décembre 2011 prévoit également qu'un contrat à long terme (six ans) de fourniture de gaz soit signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50% des besoins en gaz de cette dernière.

Les accords définitifs ont été signés le 15 février 2012. La réalisation de ces accords est conditionnée, d'une part, à la confirmation par l'autorité de marché italienne (Consob) du prix de 0,84 euro par action pour l'offre aux minoritaires et, d'autre part, à l'approbation des opérations par les autorités de concurrence italienne et de Bruxelles.

L'acquisition de TDE permettra à EDF de prendre le contrôle exclusif de la société Edison, la date de prise de contrôle devant normalement intervenir avant le 30 juin 2012.

3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles

EDF, déjà actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 50% par sa filiale EDF Développement Environnement (EDEV), a lancé le 8 avril 2011 une offre publique d'achat simplifiée alternative en numéraire ou en titres afin d'acquérir l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Énergies Nouvelles.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 avril 2011, a approuvé cette offre. L'opération a été soutenue par le groupe Mouratoglou, partenaire de longue date d'EDF et actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 25,1%, qui a apporté l'intégralité de sa participation dans EDF Énergies Nouvelles, pour moitié à la branche en titres, le solde ayant été apporté à l'offre en numéraire.

À l'issue de l'opération le 29 juin, EDF a ainsi acquis 36 228 431 actions EDF Énergies Nouvelles, dont 26 120 745 actions dans le cadre de l'offre publique d'achat au prix de 40 euros par action et 10 107 686 actions dans le cadre de l'offre publique d'échange.

EDF a par la suite mis en œuvre un retrait obligatoire des actions non présentées à l'offre, pour un prix de 40 euros par action. En parallèle, un contrat de liquidité a été mis en place, pour permettre le rachat par EDF des actions relevant des plans accordés aux salariés.

Dans le cadre de l'offre publique d'échange, EDF a procédé le 24 juin 2011 à l'émission de 11 945 448 actions nouvelles se traduisant par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros et une prime d'émission de 300 millions d'euros.

Sur décision du Conseil d'administration, EDF a racheté 11 945 448 actions propres sur l'exercice 2011 pour un montant de 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital par annulation d'actions propres.

Le capital social est ainsi revenu à son niveau initial, soit 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions de 50 centimes d'euro chacune de valeur nominale. La différence entre le prix de rachat des 11 945 448 actions annulées et leur valeur nominale, soit 318 millions d'euros, a été imputée sur la prime d'émission.

3.3 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon

Dans sa lettre du 23 mars 2011, le Premier Ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011.

Dès le mois d'avril, parallèlement aux évaluations complémentaires de sûreté, EDF a présenté ses premières propositions pour renforcer la sûreté et la maîtrise de son parc de production nucléaire devant le collège des commissaires de l'ASN. Après Fukushima, EDF a dégagé un premier programme d'actions à court, moyen et long termes, qui comporte plusieurs volets :

- l'évaluation des moyens techniques et humains au meilleur niveau d'ores et déjà prévus en cas d'accident ;
- la création d'une *task force* nationale d'intervention rapide pour renforcer le dispositif de crise, avec des matériels de transports et des moyens humains dédiés, mobilisables dans les 24 à 48 heures ;
- un réexamen approfondi de la conception des centrales afin de s'assurer des marges de sûreté des installations face à des événements tels que les séismes, les inondations, les pertes d'alimentations électriques et de refroidissement.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales a témoigné en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. Des mesures complémentaires post-Fukushima ont été proposées à l'ASN, poussant plus loin les hypothèses, et ce, pour concourir à élever encore le niveau de sûreté des centrales.

Le 3 janvier 2012, l'ASN a rendu son rapport sur les évaluations complémentaires de sûreté menées à la suite de l'accident de Fukushima.

À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

3.4 Émission d'un emprunt obligataire

EDF a reçu le 17 octobre 2011 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 30 ans libellée en livres sterling, pour un montant de 1,25 milliard de livres, avec un coupon annuel de 5,5%.

Note 4. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	40 096	38 902
Ventes de services et divers	1 854	2 004
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 950	40 906

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires est en hausse de 2,6% par rapport au 31 décembre 2010. Cette évolution concerne principalement les ventes d'électricité en France reflétant notamment les augmentations des tarifs réglementés du 15 août 2010 et du 1^{er} juillet 2011.

Note 5. Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	3 565	2 615

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE instaurée en 2003 et prévue par les articles L.121-6 et suivants du Code de l'énergie. Cette contribution, due par le consommateur final, est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations. Elle compense les surcoûts liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, les surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau continental et les coûts liés aux

dispositions sociales (tarif de première nécessité et participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité).

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 3 556 millions d'euros en 2011 contre 2 605 millions d'euros en 2010. L'évolution s'explique principalement par la hausse des volumes d'obligations d'achat, essentiellement imputable au photovoltaïque et à l'éolien, et des achats de combustible dans les zones non interconnectées.

Note 6. Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
Reprise de provisions pour risques	78	110
Pensions et obligations assimilées	766	789
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	2	2
Gestion du combustible nucléaire usé	562	599
Gestion à long terme des déchets radioactifs	150	157
Déconstruction des centrales	287	277
Derniers cœurs	-	10
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	444	658
Reprise de provisions pour charges	2 211	2 492
Reprise de provisions pour dépréciation	148	191
TOTAL	2 437	2 793

(1) Dont 173 millions d'euros en 2011 de reprise relative à la provision concernant le TaRTAM, contre 501 millions d'euros en 2010.

Note 7. Autres produits d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	647	659

Sont comptabilisés notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les quotas d'émissions de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée et utilisés.

Note 8. Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2011	2010
Achats consommés de combustibles	3 116	3 284
Achats d'énergie ⁽¹⁾	10 696	9 892
Autres achats consommés de biens	998	996
Achats de services ⁽²⁾	17 398	17 248
TOTAL	32 208	31 420

(1) L'augmentation des achats d'énergie porte principalement sur les obligations d'achats photovoltaïques et éoliens.

(2) Cette rubrique porte notamment les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF, qui intègrent l'augmentation du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité (TURPE).

Note 9. Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts et taxes liés à l'énergie ⁽¹⁾	1 398	1 556
Contribution Économique Territoriale	457	429
Taxes foncières	355	336
Impôts et taxes sur rémunérations	142	128
Autres impôts et taxes	257	178
IMPÔTS ET TAXES	2 609	2 627

(1) Une contribution au titre du TaRTAM de 316 millions d'euros a été comptabilisée en 2011 contre 561 millions d'euros en 2010. Le TaRTAM a été supprimé à compter de la mise en place effective du dispositif de l'ARENH, le 1^{er} juillet 2011.

Note 10. Charges de personnel

Salaires et charges (en millions d'euros)	2011	2010
Salaires et traitements	3 600	3 377
Charges sociales	2 161	2 125
CHARGES DE PERSONNEL	5 761	5 502

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base (SNB).

Effectifs moyens	2011			2010
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	25 664	366	26 030	23 566
Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens	36 030	419	36 449	36 814
EFFECTIFS MOYENS	61 694	785	62 479	60 380

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11. Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2011	2010
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	104	93
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles :		
- domaine propre	1 770	1 673
- domaine concédé ⁽¹⁾	195	189
Dotations aux amortissements des immobilisations	2 069	1 955
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	31	24
TOTAL	2 100	1 979

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions « Distribution publique » des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions « Forces Hydrauliques ».

Note 12. Dotations aux provisions

(en millions d'euros)	2011	2010
Provisions pour risques	90	117
Pensions et obligations assimilées	515	442
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	16	19
Gestion du combustible nucléaire usé	396	337
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36	-
Déconstruction des centrales	11	71
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	218	452
Provisions pour charges	1 192	1 321
Provisions pour dépréciation	176	175
TOTAL	1 458	1 613

(1) Dont 173 millions d'euros de dotations en 2010 concernant le TaRTAM sans équivalent en 2011.

Note 13. Autres charges d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
Émissions de gaz à effet de serre	201	324
Autres charges d'exploitation	863	784
TOTAL	1 064	1 108

Note 14. Résultat financier

(en millions d'euros)	2011	2010
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 047	1 710
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé	344	358
Autres intérêts et produits assimilés ⁽²⁾	827	30
Reprises sur provisions et transferts de charges ⁽³⁾	424	925
Résultat de change	112	58
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	61	47
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁴⁾	(3 344)	(3 102)
Intérêts et charges assimilés ⁽⁵⁾	(2 158)	(1 827)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 687)	(1 801)

(1) En 2010, EDF International a versé 633 millions d'euros de dividendes sans équivalent en 2011.

(2) La variation provient pour l'essentiel de l'augmentation des gains de change latents sur des instruments de change ainsi que d'un abandon de créance par le CEA pour un montant de 319 millions d'euros relatif à un prêt que le CEA avait accordé à EDF dans le cadre de la construction de la centrale de Creys-Malville.

(3) Ce poste comprend notamment les reprises de provisions sur les actifs dédiés pour 84 millions d'euros contre 562 millions d'euros en 2010.

(4) Ce poste comprend principalement les charges d'actualisation relevant des provisions à long terme (nucléaire et avantages du personnel).

En 2011, les dotations aux provisions pour dépréciation portent notamment sur les titres Veolia (272 millions d'euros), les titres de La Gérance Générale Foncière (212 millions d'euros) et les actifs dédiés (293 millions d'euros).

En 2010, elles ont concerné essentiellement les titres des filiales italiennes MNTC et Wagram 4 pour un montant total de 700 millions d'euros.

(5) La variation provient principalement de l'augmentation des pertes de change latentes sur les instruments de change.

Note 15. Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2011 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 197 millions d'euros dont le principal élément correspond aux reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 185 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 254 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 191 millions d'euros ;
- les plus-values de cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 102 millions d'euros dont 69 millions d'euros dans le cadre de l'apport d'immeubles à Sofilo.

Note 16. Impôts sur les bénéfiques

16.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles L. 223 A à L. 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2011 comprend 47 filiales dont : RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE), ERDF et EDF International.

16.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article L. 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs.

En 2011, le calcul de l'impôt tient compte de la contribution supplémentaire d'impôt sur les sociétés, égale à 5 % de l'impôt dû (loi de finances rectificative pour 2011 n° 2011-1978 du 28 décembre 2011, art. 30).

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 356 millions d'euros au titre de l'exercice 2011. Cette charge se décompose comme suit :

- 278 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2011 ;
- 112 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (22) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- (12) millions d'euros au titre notamment d'ajustements sur exercice antérieur.

16.3 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(11 720)	(11 118)	(602)
Instruments financiers et écarts de conversion	(3 104)	(3 195)	91
Autres	(255)	(213)	(42)
Total base d'impôt actif au taux normal	(15 079)	(14 526)	(553)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
Instruments financiers et écarts de conversion	2 859	2 534	325
Total base d'impôt passif au taux normal	2 859	2 534	325
Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values	79	79	(0)
Total base passif d'impôt au taux réduit	79	79	(0)
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(12 141)	(11 913)	(228)
Dette (créance) future d'impôt au taux de droit commun	(4 207)	(4 130)	(77)
Dette (créance) future d'impôt au taux réduit	1	1	0

(1) Concerne principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Note 17. Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

<i>(en millions d'euros)</i>	Valeur brute au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2011
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	460	151	54	557
Autres ⁽¹⁾	558	329	441	446
Sous-total	1 018	480	495	1 003
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains	111	8	4	115
Constructions et agencements de terrains	9 084	368	356	9 096
Tranches de production nucléaires	46 129	1 100	396	46 833
Matériel et outillage industriel hors réseau	10 009	671	619	10 061
Réseau du domaine propre	674	108	1	781
Autres immobilisations corporelles	1 066	121	89	1 098
Sous-total	67 073	2 376	1 465	67 984
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾				
Terrains	37	1	-	38
Constructions et agencements de terrains	8 505	359	3	8 861
Matériel et outillage industriel hors réseau	975	371	3	1 343
Réseau du domaine concédé	1 993	109	9	2 093
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Sous-total	11 521	840	15	12 346
Immobilisations en cours				
Immobilisations corporelles ⁽³⁾	5 647	3 657	2 535	6 769
Immobilisations incorporelles	892	284	162	1 014
Avances et acomptes versés sur commandes	1 208	160	-	1 368
Sous-total	7 747	4 101	2 697	9 151
TOTAL GÉNÉRAL	87 359	7 797	4 672	90 484

(1) L'augmentation de 329 millions d'euros comprend 256 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des quotas d'émission de gaz à effet de serre en 2011 et la diminution de 441 millions d'euros comprend 313 millions d'euros liés à la restitution à l'État en 2011 des quotas 2010.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de Forces Hydrauliques.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements nucléaires des centrales existantes, la construction de la centrale EPR à Flamanville et la rénovation des centrales thermiques.

Note 18. Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2011
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	201	91	54	238
Autres	52	20	-	72
Sous-total	253	111	54	310
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains et constructions	5 943	222	291	5 874
Tranches de production nucléaire	31 201	1 309	498	32 012
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 119	308	482	6 945
Réseau du domaine propre	287	21	1	307
Autres immobilisations corporelles	710	78	84	704
Sous-total	45 260	1 938	1 356	45 842
Immobilisations corporelles du domaine concédé				
Terrains et constructions	5 276	313	3	5 586
Matériel et outillage industriel hors réseau	742	235	2	975
Réseau du domaine concédé	761	56	7	810
Autres immobilisations corporelles	10	1	-	11
Sous-total	6 789	605	12	7 382
TOTAL GÉNÉRAL	52 302	2 654	1 422	53 534

Note 19. Actifs dédiés

19.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs, appelés actifs dédiés, à la sécurisation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré un report de cinq ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de la société RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50 % des titres de la société a été réalisée le 31 décembre 2010.

19.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions et, depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE.

19.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit historiquement et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite et d'autre part, le maintien de cette politique d'investissement à long terme.

19.2.2 Titres RTE

L'affectation des titres RTE a permis à EDF de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité: les actifs d'infrastructure tels que RTE présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La société restant détenue par EDF à 100 %, les titres demeurent classés en titres de participation. La valeur des titres affectés aux actifs dédiés est de 2 368 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE.

19.2.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable: titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2011 est la suivante:

	2011		2010	
	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de résiliation	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de résiliation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participations - RTE	2 015	2 368	2 015	2 324
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	12 058	12 734	12 405	13 423
Autres immobilisations financières	1	1	12	12
Total actifs dédiés – immobilisations financières	14 074	15 103	14 432	15 759
Valeurs mobilières de placement	578	576	69	70
Total actifs dédiés avant couverture	14 652	15 679	14 501	15 829
Instruments de couverture et autres éléments		(20)		(14)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE	14 652	15 659	14 501	15 815

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

19.2.4 Évolution du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2011

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2011 s'élève à 315 millions d'euros (1 343 millions d'euros en 2010). Compte tenu des conditions du marché, les dotations ont été suspendues depuis le mois d'octobre 2011. Du fait d'un contexte de tension des marchés sur les dettes souveraines européennes, EDF a maintenu en 2011 sa politique d'investissement prudente sur ces instruments financiers avec pour

conséquence, à la clôture de l'exercice, une exposition limitée sur l'Italie et négligeable sur les pays les plus durement touchés de la zone euro (Grèce, Portugal, Irlande et Espagne).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir (362 millions d'euros en 2010).

19.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants:

	2011	2010
<i>(en millions d'euros)</i>		
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	389	371
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME À COUVRIR	18 477	17 910

Note 20. Immobilisations financières

20.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2011
Participations ⁽¹⁾	51 104	1 371	-	-	182	52 657
Créances rattachées aux participations ⁽²⁾	31	1 037	-	-	(23)	1 045
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	13 162	5 071	5 208	-	147	13 172
Autres titres immobilisés ⁽³⁾	30	423	95	-	(324)	34
Prêts	34	2	21	-	-	15
Prêts aux filiales ⁽⁴⁾	4 238	2 188	1 848	103	-	4 681
Dépôts et cautionnements et autres	137	13	19	-	3	134
Total	68 736	10 105	7 191	103	(15)	71 738

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2010	Dotations	Reprises	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2011
Provisions sur participations et créances rattachées ⁽⁵⁾	(928)	(222)	-	-	-	(1 150)
Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁶⁾	(341)	(566)	84	-	-	(823)
Total	(1 269)	(788)	84	-	-	(1 973)

VALEUR NETTE	67 467	69 765
---------------------	---------------	---------------

(1) La variation de ce poste correspond pour l'essentiel à l'achat et l'échange des titres EDF Énergies Nouvelles pour 1 455 millions d'euros et à l'augmentation du capital d'EDF Production Électrique Insulaire pour 211 millions d'euros.

(2) En 2011, une avance à EDF Environnement Développement de 1 milliard d'euros destinée à être capitalisée a été enregistrée.

(3) La variation de l'exercice concerne principalement les actions propres (voir note 20.5).

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2011 est de 4 681 millions d'euros, dont 1 993 millions d'euros pour EDF Trading, 1 400 millions d'euros pour RTE Réseau de Transport d'Électricité et 1 070 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles.

(5) Une dotation a été enregistrée sur les titres de la filiale immobilière La Gérance Générale Foncière (GGF) pour 212 millions d'euros.

(6) Les dotations au 31 décembre 2011 comprennent 293 millions d'euros pour les actifs dédiés et 272 millions d'euros pour les titres Veolia. La reprise de 84 millions d'euros en 2011 concerne les actifs dédiés.

20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50%

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations au 31/12/2011	% du capital détenu	Capitaux propres 2010	Résultat de l'exercice 2010	Dividendes reçus en 2011	Chiffre d'affaires 2010
I. Filiales							
- Sociétés Holdings							
EDF Développement Environnement SA	1 268	-	100	1 549	10	-	2
EDF International	25 930	-	100	23 435	(1 307)	-	8
MNTC	2 095	275	100	2 268	46	-	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	496	-	100	273	-	-	-
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 302	315	299	-
Société C3	7 727	-	100	7 862	129	122	-
Wagram 4	1 677	425	100	1 804	47	-	-
- Sociétés Immobilières							
La Gérance Générale Foncière	472	212	100	377	22	212	19
Société Foncière Immobilière et de location(Sofilo)	1 088	-	100	913	58	55	121
- Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	11	-	-	5
Richemont	152	152	100	1	(10)	-	1
Dalkia Investissement	200	-	50	262	38	19	3
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	-	100	5 239	313	188	4 389
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	31 504	121	92	12 189
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	112	-	-	29
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	65	1	1	14
Forces Motrices du Chatelôt	1	-	50	12	ns	ns	4
- Sociétés et Établissements financiers							
Sapar Finance	3	-	100	1	-	-	ns
- Autres (GIE EIFER)	68	66					
TOTAL I	49 877	1 144				988	

ns: non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) Dont 50% des titres affectés aux actifs dédiés.

20.3 Filiales et participations détenues à moins de 50%

(en millions d'euros)

	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations au 31/12/2011	% du capital détenu	Capitaux propres 2010	Résultat de l'exercice 2010	Dividendes reçus en 2011
I. Filiales						
Total I Report des filiales	49 877	1 144				988
II. Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50% et supérieure ou égale à 10%						
- Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
EDF Énergies Nouvelles	1 455	-	38	1 375	86	-
Dalkia International	425	-	24	1 530	(9)	58
Dalkia Holding	897	-	34	1 421	79	-
Total II.1	2 777	-				58
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10% dont:						
Autres	2	-	-	-	-	1
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	89	4	ns
Total II.2	3	-				1
Total II	2 780	-				59
Total brut des filiales et participations	52 657	1 144				1 047
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	51 513					

ns: non significatif (inférieure à 500 000 euros).

20.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste Valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste Valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	13 162	12 828	13 846	13 172	12 357	13 073

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2011, pour 12 529 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 643 millions d'euros un portefeuille d'actions.

20.5 Variations des actions propres

(en millions d'euros)

	Valeur brute au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Annulation	Valeur brute au 31/12/2011
ACTIONS PROPRES	16	423	92	(324)	23

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2011 s'élève à 1 125 000 actions. Elles ont été acquises d'une part dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec

un prestataire de services d'investissement et d'autre part dans le cadre de l'OPEAS sur EDF Énergies Nouvelles. Le 28 septembre 2011, EDF SA a procédé à une réduction du capital par annulation des actions rachetées dans ce cadre pour un montant de 324 millions d'euros.

Note 21. Informations concernant les entreprises liées

21.1 Relations avec les filiales

Société <i>(en millions d'euros)</i>	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes nettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
RTE	1 400	297	-	167	-	81
EDF Développement Environnement SA	1 000					1
EDF Energy	-	93	-	213	-	-
EDF Énergies Nouvelles	1 070	-	-	-	-	20
EDF International	-	-	-	-	-	3
ERDF	-	98	-	2 432	-	-
EDF Trading	1 993	778	-	967	-	4
Dalkia International	82					2
EDF Gas Deutschland	57					1
EDF Energy UK Ltd		-	-	-	-	3
Compte courant ERDF	-	-	-	142	(1)	-
Convention de Trésorerie ⁽²⁾ Groupe avec les filiales	-	-	7 069	-	(47)	-
Convention d'intégration fiscale ⁽³⁾	-	224	-	1 094	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales ⁽⁴⁾	-	-	6 708	-	(85)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont EDF International pour 3 990 millions d'euros (charges financières pour 26 millions d'euros).

(3) Dont EDF International pour 926 millions d'euros en dettes.

(4) Dont ERDF pour 3 385 millions d'euros de placements (charges financières pour 53 millions d'euros).

21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

21.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,4% du capital d'EDF au 31 décembre 2011. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur a confié à EDF pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

L'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

21.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

EDF réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Note 22. Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	Matières premières		Autres approvisionnements	En-cours de production et autres stocks	Total
	Combustibles nucléaires	Autres combustibles			
Valeur brute au 31/12/2010	7 182	421	726	10	8 339
Provisions au 31/12/2010	(12)	-	(153)	-	(165)
Valeur nette au 31/12/2010	7 170	421	573	10	8 174
Valeur brute au 31/12/2011	7 436	535	851	18	8 840
Provisions au 31/12/2011	(13)	-	(158)	-	(171)
VALEUR NETTE AU 31/12/2011	7 423	535	693	18	8 669

Note 23. Créances

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2011	Montant brut au 31/12/2010
	Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans		
Créances rattachées à des participations	1 045	-	-	1 045	31
Prêts	2	8	5	15	34
Autres immobilisations financières	3 541	1 177	97	4 815	4 375
Créances de l'actif immobilisé	4 588	1 185	102	5 875	4 440
Créances d'exploitation					
- Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 547	-	-	2 547	2 608
Factures à établir ⁽¹⁾	9 373	-	-	9 373	9 974
- Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	6 543	19	132	6 694	6 038
Créances de l'actif circulant	18 463	19	132	18 614	18 620
Instruments de trésorerie⁽³⁾	406	1 888	513	2 807	2 013
Charges constatées d'avance	577	19	7	603	483
Avances et acomptes versés sur commandes	773	23	-	796	688
TOTAL	24 807	3 134	754	28 695	26 244

(1) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée, non facturée et l'énergie livrée non relevée, non facturée.

(2) Dont 2 032 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 3 821 millions d'euros de Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE).

(3) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

Note 24. Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	2011	2010	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM en euros	2 190	4 853	(2 663)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois ⁽¹⁾	777	726	51
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois ⁽¹⁾	2 722	4 253	(1 531)
TCN moyen et long terme	394	-	394
Obligations en euros	2 908	172	2 736
Autres valeurs mobilières de placement	56	9	47
Valeur brute	9 050	10 016	(966)
Provisions	(1)	(2)	1
VALEUR NETTE	9 049	10 014	(965)

(1) Les TCN court terme en euros comprennent, au 31 décembre 2011, 578 millions d'euros d'actif dédiés.

Note 25. Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2011	2010	Variation
Valeurs mobilières de placement	9 050	10 016	(966)
Disponibilités	3 194	1 576	1 618
Sous-total à l'actif du bilan	12 244	11 592	652
OPCVM en euros	(2 190)	(4 853)	2 663
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(2 722)	(4 079)	1 357
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(174)	174
Obligations	(2 908)	(172)	(2 736)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(56)	(7)	(49)
TCN en euros moyen et long terme	(394)	-	(394)
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(8 273)	(9 288)	1 015
Achats d'option de change classés en instrument de trésorerie dans le bilan	-	25	(25)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de cash pooling) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	4	20	(16)
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de cash pooling) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(7 075)	(4 870)	(2 205)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE	(3 100)	(2 521)	(579)
Élimination de l'incidence des variations de change			68
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(94)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE			(605)

Note 26. Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets présentent une perte latente de change de 145 millions d'euros. Ils comprennent à l'actif 151 millions d'euros concernant des emprunts en livres sterling non couverts et 82 millions

d'euros sur des emprunts et prêts non couverts en dollars et au passif 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

Note 27. Variation des capitaux propres

	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>							
Situation au 31 décembre 2009	924	7 796	4 448	4 580	86	6 927	24 761
Affectation du résultat 2009	-	3 002	469	(3 471)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 109)	-	-	(1 109)
Résultat 2010	-	-	-	1 492	-	-	1 492
Acompte sur dividendes	-	-	(1 054)	-	-	-	(1 054)
Autres variations	-	81	-	-	41	(193)	(71)
Situation au 31 décembre 2010	924	10 879	3 863	1 492	127	6 734	24 019
Affectation du résultat 2010	-	-	420	(420)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	3	(1 072)	-	-	(1 069)
Résultat 2011	-	-	-	1 118	-	-	1 118
Augmentation de capital au 24/06/2011	6	300	-	-	-	-	306
Réduction de capital au 28/09/2011	(6)	(318)	-	-	-	-	(324)
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations	-	(46)	-	-	44	(185)	(187)
SITUATION AU 31/12/2011	924	10 815	3 233	1 118	171	6 549	22 810

Capital social

Le 24 juin 2011, l'offre publique d'achat et d'échange sur EDF Énergies Nouvelles s'est traduite par une augmentation du capital social d'EDF de 6 millions d'euros et une prime d'émission de 300 millions d'euros, suite à l'émission de 11 945 448 actions nouvelles.

Par décision du Conseil d'administration d'EDF du 28 septembre 2011, le capital social d'EDF a été réduit par annulation de 11 945 448 actions auto-détenues et la différence entre le prix de rachat des actions annulées et leur valeur nominale, soit 318 millions d'euros, a été imputée sur le compte prime d'émission.

Au 31 décembre 2011, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, composé de 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,4 % par l'État, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 1 175 594 d'actions auto-détenues (soit 0,1 %).

Variation des capitaux propres

Au 31 décembre 2011, la diminution des capitaux propres de 1 209 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 1 118 millions d'euros de résultat 2011 ;
- (1 069) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2010, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 6 juin 2011 ;
- (1 053) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2011, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 16 décembre 2011 ;
- (18) millions d'euros de variations sur le compte prime d'émission résultant des opérations liées à l'offre publique d'achat et d'échange sur EDF Énergies Nouvelles et à l'annulation des titres auto-détenus ;
- (187) millions d'euros d'autres variations correspondant principalement aux reprises nettes de provisions réglementées pour (185) millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, la diminution des capitaux propres de 742 millions

d'euros se décompose de la façon suivante :

- 1 492 millions d'euros de résultat 2010 ;
- (1 109) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2009, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2010, correspondant à 0,60 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2010 ;
- (1 054) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2010, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2010 ;
- 81 millions d'euros correspondant à l'évolution du traitement comp-

table des concessions de Forces Hydrauliques : transfert de l'écart net de réévaluation de 1959, du compte de droits du concédant à un compte de réserve spéciale de réévaluation lors du retrait des biens de l'actif. Au 1^{er} janvier 2010, un transfert a ainsi été effectué pour 77 millions d'euros. Pour l'exercice 2010, l'impact est de 4 millions d'euros ;

- (152) millions d'euros d'autres variations correspondant aux reprises nettes de provisions réglementées pour (193) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 41 millions d'euros.

Note 28. Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	2011	2010
Contre-valeur des biens	100	100
Écarts de réévaluation	1 012	993
Amortissement de caducité	51	31
Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques	1 163	1 124
Contre-valeur des biens	1 327	1 275
Financement du concessionnaire non amorti	(772)	(731)
Amortissement du financement du concédant	237	226
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	13	15
Droits sur biens des Concessions de Distribution Publique⁽¹⁾	805	785
TOTAL	1 968	1 909

(1) Les droits sur biens des Concessions de Distribution Publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 29. Provisions pour risques et passifs éventuels

(en millions d'euros)	2010	Dotations		Suite à utilisation	Reprises		2011
		Exploitation	Financières		Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	110	-	202	-	-	(17)	295
Provisions pour risques sur participations	2	-	-	-	-	-	2
Provisions pour contrats déficitaires	119	61	7	(38)	(1)	-	148
Autres provisions pour risques	118	29	1	(18)	(22)	-	108
PROVISIONS POUR RISQUES	349	90	210	(56)	(23)	(17)	553

Passifs éventuels

Droits Individuels à la Formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur six ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2011, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 993 986 heures, dont 6 965 585 n'ayant pas donné lieu à demande.

Réseau d'Alimentation Générale – Décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission a formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de justice de l'Union européenne. Une audience s'est tenue en juillet 2011, et le 20 octobre 2011, l'Avocat général a rendu ses conclusions tendant à annuler l'arrêt du 15 décembre 2009 et renvoyer l'affaire devant le Tribunal. Ces conclusions ne préjugent cependant pas de la décision finale de la Cour de justice, dont l'arrêt est attendu en principe en 2012.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF.

Contrôles fiscaux

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP).

EDF conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission Nationale des Impôts Directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006, et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour EDF lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 150 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. La société a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008.

EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt d'environ 900 millions d'euros relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. La société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Note 30. Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales et derniers cœurs sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.14. Elles prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application. Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont elle est l'exploitant ;

- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

	2010	Dotations			Reprises		Autres ⁽²⁾	2011
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>								
Provisions pour gestion du combustible utilisé	8 852	396	438	-	(540)	(22)	19	9 143
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	36	322	-	(150)	-	6	6 722
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	15 360	432	760	-	(690)	(22)	25	15 865

(1) Charges financières d'actualisation.

(2) Correspond à la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié, la contrepartie étant comptabilisée dans les comptes de stocks.

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

	2011		2010	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour gestion du combustible utilisé	14 844	9 143	14 386	8 852
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 801	6 722	23 017	6 508
TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	38 645	15 865	37 403	15 360

30.1.1 Provisions pour charges de gestion du combustible usé

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisée dans les comptes de stocks.

30.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys-Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
 - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
 - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat DGEC) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, Agence des Participations de l'État et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a rédigé un cahier des charges pour les études d'esquisse à mener en 2012 par une maîtrise d'œuvre prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Le chiffrage ne pourra reprendre que lorsque ces études auront été menées à leur terme. In fine, le nouveau coût de référence du stockage MA-HAVL devra être établi avant le débat public prévu en 2013.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement des deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. L'ANDRA doit remettre au Gouvernement, en fin d'année 2012, un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site (au plus tôt en 2013). Malgré des risques de retard significatifs et compte tenu des risques financiers associés, le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL n'a pas été remis en cause et devrait permettre de couvrir la plupart des scénarios alternatifs étudiés actuellement en collaboration entre EDF et l'ANDRA.

30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

	2010	Dotations		Reprises		Autres	2011
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	482	-	25	(62)	(1)	32	476
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 031	-	552	(224)	-	7	11 366
Provisions derniers cœurs	1 906	11	95	-	-	-	2 012
TOTAL	13 419	11	672	(286)	(1)	39	13 854

(1) Charges financières d'actualisation.

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

	2011		2010	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	662	476	657	482
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 108	11 366	20 903	11 031
Provisions pour derniers cœurs	3 888	2 012	3 792	1 906
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	25 658	13 854	25 352	13 419

30.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme et hydrauliques

Les charges liées à la déconstruction des centrales sont calculées à partir d'études régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre en 2011 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel est créé en contrepartie de la provision.

30.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires de la filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Pour les centrales en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en euro/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'intercomparaison internationale réalisées par un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude. Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui

confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en euro/MW.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A).

La provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'intercomparaison. Ces devis feront l'objet d'un réexamen dans le courant de l'année 2012.

30.2.3 Provision pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

30.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5%, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2%, soit un taux réel proche de 3%.

Calcul du taux d'actualisation :

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces

provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponible sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Révision du taux d'actualisation :

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

30.3.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

	Coût provisionné en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2011	2010	2011		2010	
(en millions d'euros)			0,25%	-0,25%	0,25%	-0,25%
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible usé	9 143	8 852	(200)	213	(197)	210
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508	(412)	471	(401)	457
Déconstruction et derniers cœurs						
Déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031	(544)	576	(543)	577
Dépréciation des derniers cœurs	2 012	1 906	(81)	87	(81)	87
TOTAL	29 243	28 297	(1 237)	1 347	(1 222)	1 331

Note 31. Avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

	31/12/2010	Augmentation		Diminution		31/12/2011
		Charges exploitation ⁽¹⁾	Charges financières	Reprises d'exploitation ⁽²⁾	Reprises financières ⁽³⁾	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Avantages postérieurs à l'emploi	9 560	435	865	(687)	(321)	9 852
Avantages long terme	707	80	34	(79)	-	742
PROVISIONS POUR AVANTAGES AU PERSONNEL	10 267	515	899	(766)	(321)	10 594

(1) Dont 343 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 164 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles.

(2) Dont 738 millions d'euros au titre des prestations servies et 28 millions d'euros au titre des écarts actuariels.

(3) Dont 321 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>						
Solde au 31/12/2010	17 821	(6 712)	11 109	(82)	(760)	10 267
Charge nette de l'exercice 2011	1 319	(322)	997	8	60	1 065
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	359	(92)	267	-	(267)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(441)	(441)	-	-	(441)
Prestations versées	(732)	435	(297)	-	-	(297)
SOLDE AU 31/12/2011	18 767	(7 132)	11 635	(74)	(967)	10 594

Le montant de l'écart d'expérience représente une perte actuarielle de 122 millions d'euros.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011	31/12/2010
Coût des services rendus de l'exercice	343	300
Charges d'intérêts (actualisation)	899	841
Rendement escompté des actifs de couverture	(321)	(328)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	59	25
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	76	104
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	1	3
Coût des services passés	8	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 065	955
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	487	442
Résultat financier	578	513

(1) Correspond aux dotations d'exploitation (515 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (28 millions d'euros).

31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentation		Diminution		31/12/2011
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises d'exploitation	Reprises financières	
Retraites	8 088	317	720	(562)	(305)	8 258
Charges CNIEG	400	6	19	(14)	-	411
Avantages en nature énergie	699	73	84	(58)	-	798
Indemnités de fin de carrière	1	29	24	(41)	(16)	(3)
Autres avantages	372	10	18	(12)	-	388
TOTAL	9 560	435	865	(687)	(321)	9 852

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2011 (en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	14 912	(6 762)	-	108	8 258
Charges CNIEG	338	-	-	73	411
Avantages en nature énergie	1 875	-	-	(1 077)	798
Indemnités de fin de carrière	501	(357)	(72)	(75)	(3)
Autres avantages	399	(13)	(2)	4	388
TOTAL	18 025	(7 132)	(74)	(967)	9 852

L'augmentation des engagements au titre de l'avantage en nature énergie observée en 2011 est principalement liée à la prise en charge par l'employeur de la hausse des taxes sur l'électricité (dont CSPE et taxes locales sur l'électricité). Cet effet a été considéré comme un changement d'hypothèses et se traduit donc par une augmentation des écarts actuariels non comptabilisés.

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2010 (en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	14 529	(6 344)	-	(97)	8 088
Charges CNIEG	376	-	-	24	400
Avantages en nature énergie	1 340	-	-	(641)	699
Indemnités de fin de carrière	490	(355)	(79)	(55)	1
Autres avantages	379	(13)	(3)	9	372
TOTAL	17 114	(6 712)	(82)	(760)	9 560

31.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentation		Diminution		31/12/2011
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises d'exploitation	Reprises financières	
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	595	73	29	(65)	-	632
Médailles du travail	85	5	4	(9)	-	85
Divers	27	2	1	(5)	-	25
TOTAL	707	80	34	(79)	-	742

31.3 Actifs de couverture

Ce poste comprend les actifs de couverture des engagements sociaux à hauteur de 7 132 millions d'euros au 31 décembre 2011 affectés principalement à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils sont constitués de contrats d'assurances.

Les placements au sein des contrats se décomposent de la manière suivante :
(en millions d'euros)

	31/12/2011	31/12/2010
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	6 762	6 344
dont en % :		
Actions	25,7%	30,1%
Obligations et monétaires	74,3%	69,9%
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	357	355
dont en % :		
Actions	39,4%	46,8%
Obligations et monétaires	60,6%	53,2%
Actifs de couverture – autres avantages	13	13
TOTAL	7 132	6 712

31.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 5% au 31 décembre 2011 (comme au 31 décembre 2010) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2% ;
- l'évolution du SNB est estimée à 2%, hors inflation ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 15,7 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent au 01/01/2011 inclut l'évolution des taxes assises sur le tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial des retraites est de 4,7% ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 4,61% ;
- le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'État d'une durée comparable – OAT 2032, d'une durée de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel, auquel a été ajouté un *spread* calculé sur les entreprises non financières de première catégorie également d'une durée comparable.

L'application de cette méthode a conduit EDF à maintenir le taux d'actualisation à 5% pour l'exercice 2011.

Note 32. Provisions pour autres charges

Provisions pour charges relatives (en millions d'euros)	2010	Dotations		Reprises		2011
		Exploitation	Suite à utilisation	Sans objet		
Au personnel	105	67	(76)	(3)	93	
Aux réparations et à l'entretien ⁽¹⁾	236	81	(78)	-	239	
Aux autres charges ⁽²⁾	408	184	(227)	(60)	305	
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	749	332	(381)	(63)	637	

(1) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

(2) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2011, 132 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (125 millions d'euros au 31 décembre 2010). La provision relative au Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché a été reprise en 2011 en totalité (173 millions d'euros).

Note 33. Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2011	Montant brut au 31/12/2010
	Échéance à -1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à +5 ans		
Emprunts obligataires	667	12 038	23 563	36 268	34 483
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	-	-	450	450	100
Autres emprunts	3 373	1	1	3 375	3 276
Dettes financières diverses					
Avances sur consommation	21	49	20	90	134
Autres dettes	1 176	2	-	1 178	1 385
Dettes financières	5 237	12 090	24 034	41 361	39 378
Avances et acomptes reçus des clients⁽¹⁾	5 444	-	-	5 444	4 873
Fournisseurs et comptes rattachés					
Factures parvenues	2 518	-	-	2 518	2 782
Factures non parvenues	5 270	5	-	5 275	6 176
Dettes fiscales et sociales⁽²⁾	5 575	-	-	5 575	5 335
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés					
Factures parvenues	606	-	-	606	494
Factures non parvenues	775	-	-	775	929
Autres dettes					
Clients créditeurs	51	-	-	51	82
Autres comptes créditeurs ⁽³⁾	15 706	-	-	15 706	11 415
Dettes d'exploitation d'investissements et divers	30 501	5	-	30 506	27 213
Instruments de trésorerie⁽⁴⁾	619	794	476	1 889	1 259
Produits constatés d'avance⁽⁵⁾	695	1 225	3 265	5 185	5 244
TOTAL	42 496	14 114	27 775	84 385	77 967

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels.

(2) En 2011, le poste comprend un montant de 579 millions d'euros de CSPE sur l'énergie livrée non encore facturée contre 344 millions d'euros en 2010.

(3) Le montant des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales s'élève à 13 782 millions en 2011 contre 9 323 millions d'euros en 2010. Le solde des conventions de placements comprend notamment 3 370 millions d'euros avec la filiale ERDF (contre 2 960 millions d'euros en 2010), 1 137 millions d'euros avec la filiale EDF Energy (contre 116 millions d'euros en 2010) et 1 180 millions d'euros avec la filiale EDF Trading. Le solde de la convention de trésorerie avec la filiale EDF International s'élève à 3 990 millions d'euros en 2011 contre 277 millions d'euros en 2010.

(4) Correspond pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2011, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 818 millions d'euros (2 724 millions d'euros en 2010). Ce montant inclut notamment une avance de 513 millions d'euros versée par Enel dans le cadre du partenariat industriel conclu autour de l'EPR de Flamanville. Cette avance fait l'objet de conditions contractuelles spécifiques qui autorisent Enel – en cas de survenance – à se désengager financièrement et opérationnellement de ce projet, avec pour conséquence l'obligation pour EDF de procéder à son remboursement.

Les produits constatés d'avance intègrent également l'avance d'un montant initial de 1,7 milliard d'euros versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

Note 34. Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2010	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2011
Emprunts en euros	737	188	-	-	-	925
Emprunts en devises	8 602	-	-	324	-	8 926
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	19 688	300	656	-	-	19 332
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	5 456	1 427	62	264	-	7 085
Emprunts obligataires	34 483	1 915	718	588	-	36 268
Emprunts long terme en euros	100	350	-	-	-	450
Emprunts auprès des établissements de crédit	100	350	-	-	-	450
Billets de trésorerie en euros (BTR) ⁽¹⁾	480	1 009	-	-	-	1 489
Papier commercial en devises ⁽²⁾	2 791	-	978	69	-	1 882
Emprunts contractuels à caractère financier	5	-	1	-	-	4
Autres emprunts	3 276	1 009	979	69	-	3 375
Total emprunts	37 859	3 274	1 697	657	-	40 093
Avances sur consommation	134	-	-	-	(44)	90
Avances diverses	404	-	-	-	(286)	118
Comptes bancaires créditeurs	1	-	-	-	86	87
Débits bancaires différés	39	-	-	-	17	56
Intérêts à payer	941	-	-	-	(24)	917
Total autres dettes financières diverses	1 385	-	-	-	(207)	1 178
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	39 378	3 274	1 697	657	(251)	41 361

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

(2) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.

EDF a procédé en 2011 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 1 915 millions d'euros.

Les émissions d'emprunts en euros d'un montant de 188 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 144 millions d'euros à taux fixe de 4,8 % à échéance décembre 2031 ;
- 44 millions d'euros à taux fixe de 4,6 % à échéance décembre 2031.

Les émissions des Euro-Medium Term Notes d'un montant de 1 727 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 300 millions d'euros à taux fixe de 3,9 % à échéance décembre 2019 ;
- 1 250 millions de livres sterling, soit 1 427 millions d'euros à taux fixe de 5,5 % à échéance octobre 2041.

Les remboursements Euro-Medium Term Notes pour un montant de 718 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 545 millions d'euros d'emprunts arrivés à échéance ;
- 173 millions d'euros de remboursement réalisés par anticipation.

34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
I - Euros		22 200		55		10 660		32 860		84
II - Autres devises										
CHF	2 760	2 271	13	6	(2 760)	(2 271)	-	-	-	-
GBP	5 285	6 327	35	16	(1 551)	(1 856)	3 734	4 471	71	11
JPY	177 400	1 771	10	4	(177 400)	(1 771)	-	-	-	-
USD	9 735	7 524	42	19	(7 325)	(5 661)	2 410	1 863	29	5
Total II		17 893	100	45		(11 559)		6 334	100	16
TOTAL I + II		40 093		100		(899)		39 194		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

L'incidence des instruments sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 10 660 millions d'euros, et par une diminution de

11 559 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant pas partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est minoré de 899 millions d'euros, passant de 40 093 millions d'euros à 39 194 millions d'euros.

34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments	Structure de la dette au bilan après couverture		
	Montants	% au 31/12/2011	% au 31/12/2010		Montants	Montants	% au 31/12/2011
Emprunts long terme et EMTN	35 713			(5 565)	30 148		
Emprunts court terme	3 371			(1 424)	1 947		
Dette à taux fixe	39 084	97	98	(6 989)	32 095	82	92
Emprunts long terme et EMTN	1 009			4 667	5 676		
Emprunts court terme	-			1 423	1 423		
Dette à taux variable	1 009	3	2	6 090	7 099	18	8
TOTAL	40 093	100	100	(899)	39 194	100	100

Note 35. Instruments financiers

EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat, ainsi que de couvrir son risque de taux d'intérêt.

(en millions d'euros)	31/12/2011		31/12/2010	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1 - Opérations sur les taux d'intérêt				
En devises				
Achats de contrats FRA GBP	-	-	-	-
Achats de contrats FRA EUR	-	-	600	550
Swaps de taux court terme				
EUR	3 428	3 428	3 220	3 220
Swaps de taux long terme				
EUR	6 113	6 113	4 311	4 311
USD	271	271	-	-
CHF	494	494	480	480
GBP	1 246	1 246	1 211	1 211
JPY	469	469	433	433
Sous-total	12 021	12 021	10 255	10 205
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	16 684	17 428	15 797	21 672
CAD	480	480	-	-
USD	3 199	2 267	6 133	1 277
GBP	13 968	14 283	14 927	14 264
CHF	-	-	-	5
HUF	397	362	355	314
PLN	479	390	523	254
JPY	-	100	18	98
Autres	377	378	-	-
Options de change				
Achat d'options				
EUR	-	-	2 072	626
GBP	-	-	407	1 290
HUF	-	-	-	44
PLN	-	-	-	296
USD	-	-	214	439
Vente d'options				
EUR	-	-	1 554	622
GBP	-	-	418	883
HUF	-	-	36	44
PLN	-	-	101	340
USD	-	-	75	262
Swaps de capitaux long terme				
EUR	7 417	23 374	8 225	24 348
JPY	1 770	-	1 682	-
USD	5 642	-	5 837	225
GBP	14 689	6 933	15 067	7 540
CHF	2 603	332	2 207	-
HUF	26	26	109	109
PLN	-	72	-	-
Sous-total	67 731	66 425	75 757	74 952
3 - Swaps de titrisation	1 125	1 125	1 193	1 193
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	80 877	79 571	87 205	86 350

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2011 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)

	2011	2010
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	66	141
Gains ou pertes latents	(71)	(73)
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) ⁽¹⁾	(67)	(20)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	100	60
Instrument de change réalisé (currency swap)	(7)	6

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les

écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2011 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme, caps et floors	61	697
Swaps court terme	(2)	(3)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(167)	(94)
Swaps de capitaux long terme	1 245	1 503
TOTAL	1 137	2 103

Note 36. Engagements et opérations non inscrites au bilan

Au 31 décembre 2011, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)	Échéances				2011	2010
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	12 705	19 254	11 325	15 439	58 723	49 619
Engagements liés à l'exploitation						
- Engagements d'achats de combustible et d'énergie	5 090	12 978	10 301	14 735	43 104	34 603
- Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 865	4 803	529	112	9 309	7 249
- Autres engagements liés à l'exploitation ⁽¹⁾	822	1 341	379	589	3 131	2 838
Engagements liés au financement	2 928	132	116	3	3 179	4 917
Engagements liés aux investissements	-	-	-	-	-	12
Engagements hors bilan reçus	3 932	7 806	34	6	11 778	12 209
Engagements liés à l'exploitation ⁽¹⁾	880	951	33	6	1 870	1 939
Engagements liés au financement	3 052	6 855	1	-	9 908	10 270

(1) Les engagements sont recensés sans tenir compte de leur caractère de réciprocité.

36.1 Engagements hors bilan donnés

36.1.1 Engagements liés à l'exploitation

36.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de *Take or pay* selon lesquels, elle s'engage à acheter de l'électricité, du gaz,

d'autres énergies et matières premières ainsi que du combustible nucléaire sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

Au 31 décembre 2011, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				2011	2010
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité	1 587	3 617	3 332	8 952	17 488	13 652
Achats de gaz et autres énergies	1 391	4 040	1 797	1 938	9 166	5 333
Achats de combustibles nucléaires	2 112	5 321	5 172	3 845	16 450	15 618
ENGAGEMENTS D'ACHATS	5 090	12 978	10 301	14 735	43 104	34 603

Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération, des unités de production d'énergies renouvelables – éolien, petite hydraulique, photovoltaïque – ou valorisant les déchets organiques.

Pour l'année 2011, le volume d'achats s'élève à 32,8 TWh, dont 11,7 TWh pour la cogénération, 11,6 TWh pour l'éolien, 3 TWh pour l'hydraulique, 2,8 TWh pour l'incinération de déchets et 1,8 TWh pour le photovoltaïque.

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Achats de gaz et autres énergies

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers des contrats long terme.

En 2011, EDF a également signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service est prévue fin 2015.

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. L'augmentation des engagements résulte principalement de la signature de nouveaux contrats en 2011.

36.1.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit d'engagements pour 9,3 milliards d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours, dont 1,3 milliard d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR sur le site de Flamanville.

36.1.1.3 Autres engagements liés à l'exploitation

Ils concernent principalement des engagements dans lesquels EDF est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

36.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 2,1 milliards d'euros à EDF Energy.

36.1.3 Engagements liés aux investissements

Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

36.2 Engagements hors bilan reçus

36.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de ventes de prestations aux filiales à l'étranger pour 852 millions d'euros ;
- des quotas d'émissions de gaz à effet de serre restant à recevoir au titre de l'allocation par l'État pour la période 2012 valorisés à 161 millions d'euros (soit 22 millions de tonnes de CO₂) ;
- des garanties reçues dans le cadre des ventes ARENH. Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur.

36.2.2 Engagements liés au financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit pour 9,9 milliards d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques, dont une ligne de crédit de 4 milliards d'euros renégociée en 2010 et portant la maturité à 5 ans et une ligne de 3 milliards d'euros auprès d'un pool bancaire pour la gestion du risque de liquidité.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Dans le cadre du contrat de partenariat conclu en 2008 avec Exeltium, EDF a démarré le 1^{er} mai 2010 les livraisons d'électricité aux industriels électro-intensifs, le total des livraisons étant de l'ordre de 310 TWh sur une durée pouvant aller jusqu'à 24 ans.

Dans le cadre de la loi NOME (voir note 2.1), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a notifié à EDF le volume global à céder aux fournisseurs au titre de la deuxième période de livraison, soit du 1^{er} janvier 2012 au 31 décembre 2012. L'énergie totale à livrer sur cette période s'élève à 60,73 TWh.

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé pour une première période de cinq ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 44,6 euros/MWh pour 2011 (42 euros/MWh pour 2010) et qui augmentera pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012. Concernant la deuxième période de dix ans, le prix a été fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville.

Par ailleurs, lors de la prise de participation d'EDF dans EnBW en 2001, EDF s'était engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production à hauteur de 5,4 GW, soit environ 40 TWh/an. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français dans un contexte de marché de gros encore inexistant, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006.

Suite au rachat des participations d'EDF International dans EnBW par le Land de Baden-Württemberg le 17 février 2011, la Commission européenne a été contactée pour mettre fin aux engagements acceptés par EDF en 2001 lors de sa prise de participation dans EnBW. Ceux-ci concernent notamment les dispositions liées aux enchères de capacité dites VPP ou *Virtual Power Plant*.

La Commission européenne a fait savoir à EDF, le 30 novembre 2011, qu'elle donnait une suite favorable à cette demande. Cette décision met donc un terme définitif aux enchères VPP à compter de ce jour.

La sortie des engagements ne remet pas en cause les droits acquis lors des précédentes enchères, y compris celle du 30 novembre 2011.

Note 37. Environnement

37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Pour l'année 2011, le volume total des quotas d'émissions de gaz à effet de serre alloués à EDF s'élève à 17 millions de tonnes.

Le volume des émissions s'élève au 31 décembre 2011 à 14 millions de tonnes (19 millions de tonnes au 31 décembre 2010).

Les quotas d'émissions de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2012 au titre de l'allocation par l'État sont estimés à 22 millions de tonnes.

37.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, s'est élevé à 29 849 GWh cumac. Cette obligation a été respectée.

Une période transitoire allant du 1^{er} juillet 2009 au 31 décembre 2010 a été nécessaire pour la mise au point du dispositif législatif et réglementaire de la deuxième période : la loi Grenelle II précisant les modalités du dispositif des CEE a été votée le 12 juillet 2010 (loi n° 2010-788). Les deux décrets d'application de cette loi et les arrêtés correspondants ont été publiés le 30 décembre 2010, officialisant ainsi un démarrage de la deuxième période au 1^{er} janvier 2011 pour une durée de trois ans. Les volumes de CEE obtenus au cours de la période transitoire contribuent à l'atteinte de l'obligation de la deuxième période.

Cette deuxième période se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences réglementaires pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. L'obligation d'EDF sera calculée *a posteriori* à partir de ses volumes de ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012.

EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation deuxième période grâce à des offres d'efficacité énergétique portées sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

37.3 Fonds Carbone

Dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le groupe EDF a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émissions de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émissions, appelés crédits d'émission (*Carbon Emission Reduction, CER*).

Ce fonds associe EDF et certaines de ses filiales européennes qui disposeront des crédits d'émission obtenus. Ces derniers peuvent être restitués en lieu et place des quotas de gaz à effet de serre dans une limite basée sur un pourcentage de l'allocation fixé par chaque État. Dans le cadre de l'actuel plan national d'allocation des quotas, la restitution des CER est plafonnée à 13,5 % de l'allocation. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Au 31 décembre 2011, le Fonds Carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

Note 38. Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la société sont le Président du Conseil d'administration et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant l'État, ainsi que ceux représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2011	2010
Président-Directeur Général	1 560 528	1 168 864 ⁽¹⁾
Administrateurs	147 000	147 000

(1) Ce montant inclut 10 000 euros de jetons de présence dus au titre de l'exercice 2009 (jusqu'à la nomination de Monsieur Henri Proglgio en qualité de Président-Directeur Général) versés en 2010.

Note 39. Événements postérieurs à la clôture

39.1 Émission d'un emprunt obligataire

EDF a reçu le 18 janvier 2012 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 10 ans libellée en euros, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 %.

39.2 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA

Le 10 février 2012, EDF et AREVA se sont mis d'accord sur les principes d'un partenariat long terme pour la fourniture d'uranium naturel sur la période 2014-2030, au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité du parc nucléaire français.

Portant sur un volume global pouvant atteindre plus de 20 000 tonnes, les principes convenus prévoient le prolongement du contrat d'approvisionnement à partir des mines d'AREVA existantes, et ouvrent la perspective à une participation d'EDF au financement du développement d'un nouveau projet minier, en contrepartie d'une part de sa production future. Ces principes seront déclinés en une série d'accords qui seront soumis à l'approbation des organes de gouvernance des deux groupes.

Ce nouveau partenariat industriel et financier conforte AREVA comme partenaire de référence d'EDF pour son approvisionnement en uranium naturel dont il fournit près de 40 % des besoins annuels.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2011

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2011, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.14 et 30 de l'annexe, qui résulte comme indiqué en note 1.2, des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

Les estimations comptables concourant à la préparation des comptes ont été réalisées par la Société dans un environnement incertain, lié à la crise des finances publiques de certains pays de la zone euro. Cette crise s'accompagne d'une crise économique et de liquidité ainsi que d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité qui rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques. C'est dans ce contexte que, en application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3, 1.7 et 1.15 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions et engagements en faveur du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

Les notes 1.2, 1.14 et 29, 1.15 et 31 de l'annexe exposent respectivement les principales estimations de la Direction ainsi que les hypothèses retenues pour l'évaluation des provisions pour risques et passifs éventuels, et des provisions et engagements en faveur du personnel.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations dans le contexte rappelé ci-dessus, notamment les données et hypothèses sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

S'agissant des litiges et procédures contentieuses, notre appréciation du bien-fondé des provisions retenues s'est notamment appuyée sur les opinions juridiques mises à notre disposition et sur notre propre appréciation des faits et circonstances qui les caractérisent.

Procédures de contrôle

La note 2.1 de l'annexe décrit le cadre réglementaire applicable au dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011. Nos contrôles de ces opérations s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Société, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu



Alain Pons

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

